



(19) RU<sup>(11)</sup> 2 097 555<sup>(13)</sup> C1  
(51) МПК<sup>6</sup> E 21 B 49/00

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 95118207/03, 26.10.1995

(46) Дата публикации: 27.11.1997

(56) Ссылки: Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, НПО ОБТ. - М., 1993. Карнаузов М.П. и Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. - М.: Недра, 1984, с.106. Ясашин А.М. и А.И.Яковлев, Испытание скважин. - М.: Недра, 1973, с.69-78.

(71) Заявитель:  
Шмелев Валерий Иванович

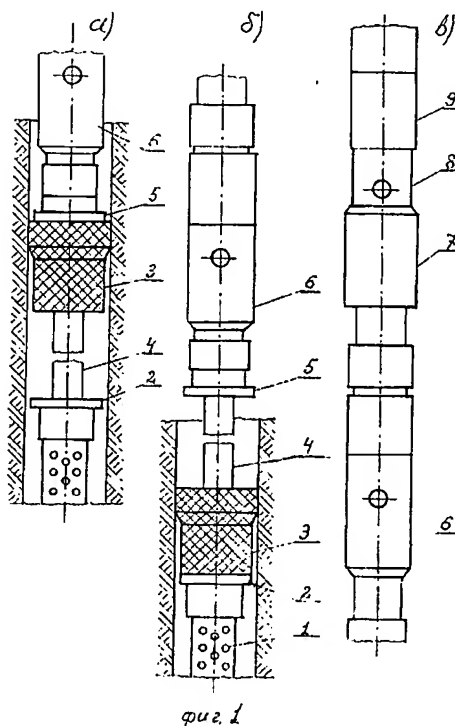
(72) Изобретатель: Шмелев Валерий Иванович

(73) Патентообладатель:  
Шмелев Валерий Иванович

(54) ПОДВЕСНОЙ ТРУБНЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬ ПЛАСТОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

(57) Реферат:

Назначение: изобретение относится к испытанию скважин в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Сущность изобретения: при опробовании (испытании) нефтяных и газовых скважин в открытом стволе трубными испытателями пластов пакер работает как поршень в скважине-цилиндре, передавая осевое усилие от удерживаемого им перепада давления на хвостовик или якорь. За счет первоначальной осевой сжимающей нагрузки резина пакера расширяется до диаметра скважины. Сжимаемый резиновый уплотнитель плотно прилегает к стенкам скважины, а буровой раствор при спуске-подъеме инструмента перетекает внутри испытателя через соответствующие клапаны. Впускной клапан заблокирован с верхним перепускным клапаном и удерживается закрытым срезной шпилькой. Обратный клапан заблокирован с нижним перепускным клапаном и допускает переток бурового раствора только снизу-вверх при спуске инструмента. При подъеме инструмента свыше двух метров за счет перепада давления на резиновом уплотнителе впускной клапан открывается, срезая шпильку, и закрывается верхний перепускной клапан. 6 ил.



RU 2 097 555 C1

RU 2 097 555 C1



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 097 555** <sup>(13)</sup> **C1**  
 (51) Int. Cl.<sup>6</sup> **E 21 B 49/00**

RUSSIAN AGENCY  
 FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 95118207/03, 26.10.1995

(46) Date of publication: 27.11.1997

(71) Applicant:  
 Shmelev Valerij Ivanovich

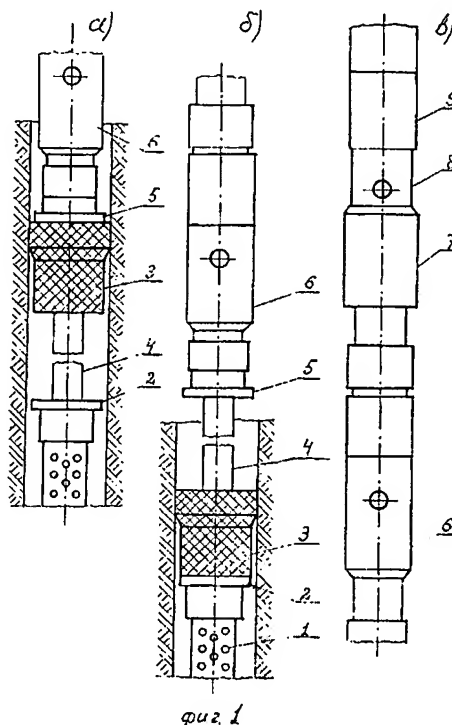
(72) Inventor: Shmelev Valerij Ivanovich

(73) Proprietor:  
 Shmelev Valerij Ivanovich

(54) SUSPENDED TUBULAR FORMATION TESTER FOR EXAMINING OIL AND GAS WELLS DURING DRILLING PROCESS

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas production. SUBSTANCE: when testing open oil and gas holes with tubular formation testers, packer operates as piston in borehole-cylinder transmitting axial force from pressure drop, which it holds, to tail or anchor. Owing to primary axial compressing loading, rubber of packer expands to borehole diameter. Compressed rubber gasket tightly abut walls of borehole and drilling mud, upon vertical up-and-down displacement of device, overflows through corresponding valves inside device. Inlet valve is coupled with upper overflow valve and is held closed by shear pin. Back valve is coupled with lower overflow valve and allows drilling mud to flow only in upward direction when device moves downwards. When device is raised higher than 2 m, inlet valve, experiencing pressure drop on rubber gasket, opens cutting the pin, which results in closing of upper overflow valve. EFFECT: facilitated testing oil and gas wells. 6 dwg



RU 2 097 555 C1

RU 2 097 555 C1

Изобретение относится к исследованию в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Наиболее важные параметры исследования скважины трубным испытателем пластов регламентируются Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (М. НПО ОБТ, 1993).

Депрессия создается за счет того, что пакер удерживает перепад давления свыше 20 МПа. Он работает как поршень, передающий осевую нагрузку, равную перепаду давления, умноженному на площадь сечения скважины, на хвостовик или якорь. (Карнаухов М.П. и Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. М. Недра, 1984, с. 106).

Пакер один из главных узлов комплекта испытательного оборудования. От надежности пакеровки зависит успех операции в целом.

Основной конструктивный элемент пакера резиновый цилиндрический уплотнитель, который после сжатия в вертикальном направлении изменяется по высоте и в то же время расширяется в диаметре настолько, что перекрывает все кольцевое пространство между колонной буровых труб и стенками скважины.

Нижняя часть пакерующего элемента находится в наиболее тяжелых условиях при пакеровке. На пакер помимо механической нагрузки, передаваемой для его сжатия и пакеровки, действует еще и гидравлическая (см. выше).

Под действием этого перепада (см. выше) резина затекает в зазор между металлической опорой и стенками скважины. В результате в этой (нижней) части резинового элемента возникают высокие концентрации напряжения, вызывающие разрыв резины и выход пакера из строя.

Информация, получаемая при испытании скважин, включает сведения о пласте и его гидродинамических характеристиках: тип насыщающего пласт флюида и т.д. (всего изложено 11 показателей).

Из отмеченных показателей первые восемь могут быть определены на основе одноциклового испытания, а для получения всего объема информации (11) необходимо проведение испытания не менее как в два цикла.

Очевидно, получение максимально возможного объема информации о пласте может быть достигнуто при осуществлении многоциклового испытания и установления таких продолжительностей периодов притока и восстановления давления, при которых обеспечивается охват максимально возможной области исследования пласта.

Также очевидно, что водонасыщенный пласт не имеет промышленной значимости, и что в данном случае приемлемо одноцикловое испытание с отбором представительной пробы пластовой воды.

В заявке N 94023648 обосновано, что промышленно значимый объект должен устойчиво фонтанировать несколько суток, а вторая кривая восстановления давления (КВД) может быть значительно менее суток.

В таком случае 1-й цикл подъем уровня до устья и первая КВД при закрытом устье по показаниям манометра до стабилизации

давления.

2-й цикл выпуск флюида на поверхность длительное время и вторая КВД до выхода ее на практически прямолинейный участок роста давления.

При спуске-подъеме ИПТ буровой раствор перетекает снаружи пакера и других узлов.

Переток бурового раствора через фильтр, пакер и уравнильный клапан возможен в ограниченном объеме, который определяет конструкция этих узлов.

Известные заявителю конструкции ИПТ срабатывают при разгрузке инструмента на забой или якорь.

Предлагаемый подвесной трубный испытатель пластов (ПТИП) срабатывает при подъеме инструмента.

Осевая нагрузка от перепада давления, указанная выше, передается на разгрузочный поршень и инструмент, который удерживает ПТИП на весу, позволяя перемещать его вверх или вниз в пределах ровного ствола скважины в открытый период испытания.

Описан наиболее близкий аналог (Ясашин А.М. и Яковлев А.И. Испытание скважин. М. "Недра", 1973, стр.69-78).

Описан наиболее распространенный в то время комплект испытательных инструментов диаметром 146 мм (КИИ-146) с испытателем пластов гидравлическим (ИПГ).

При проектировании гидравлических испытателей пластов добивались открытия приемного (впускного) клапана через 2,5-3,0 мин после передачи сжимающей нагрузки на пакер.

В ИПГ приемный (впускной) клапан заблокирован с уравнильным клапаном.

На полный шток пакера надет резиновый уплотнитель. При достижении забоя создают сжимающую нагрузку на пакер (весом буровых труб), что приводит к деформации резинового уплотнителя и прижатию его к стенке скважины. Через 2

5 мин срабатывает реле времени ИПГ, его уравнильный клапан закрывается и после этого открывается приемный (впускной) клапан.

Признаки аналога, совпадающие с изобретением:

- 1) фильтр;
- 2) резиновый уплотнитель, надетый на полный шток;
- 3) приемный (впускной) заблокированный клапан;
- 4) уравнильный и циркуляционный клапаны.

В заявленном устройстве их функции выполняет нижний переливной клапан.

Наблюдаются существенные признаки изобретения, отличные от аналога:

1. Впускной (приемный) клапан открывается при подъеме инструмента.
2. Сжимаемый резиновый уплотнитель плотно прилегает к стенкам скважины, а буровой раствор при спуске-подъеме инструмента перетекает внутри заявленного устройства.

3. Осевая нагрузка от перепада давления передается на разгрузочный поршень и инструмент.

Из причин, препятствующих проектированию ПТИП, заявитель указывает, что по его мнению, такая задача не ставилась.

Подвесной трубный испытатель пластов (ПТИП) снабжен:

сжимаемым резиновым уплотнителем, работающим как поршень в скважине-цилиндре;

верхним и нижним переливными клапанами, через которые (внутри ПТИП) перетекает буровой раствор при спуске-подъеме инструмента;

разгрузочным поршнем, воспринимающим около 70% осевой нагрузки на резиновый уплотнитель от перепада давления, что позволяет удерживать инструмент на крюке в процессе испытания;

впускным клапаном, заблокированным с верхним переливным клапаном так, что, если впускной клапан закрыт, то перепускной клапан открыт и наоборот;

срезной шпилькой, удерживающей впускной клапан закрытым;

обратным клапаном, заблокированным с нижним переливным клапаном так, что при его открытии обратный клапан выключается, пропуская буровой раствор в любом направлении.

Впускной клапан открывается при подъеме резинового уплотнителя и срезке шпильки за счет перепада давления. Соответственно закрывается верхний переливной клапан, обеспечивая герметичность в процессе испытания. Нижний переливной клапан открывается за счет вращения буровых труб. Через его открытые окна буровой раствор из затрубного пространства поступает как в фильтр и ниже, так и в буровые трубы через открытый впускной клапан.

Задачи, решаемые с помощью ПТИП:

1. В уширенном стволе не будет создан перепад давления при подъеме резинового уплотнителя. Место пакеровки определится при подъеме резинового уплотнителя. Появляется возможность испытать объект "на забое скважины сразу же после вскрытия его бурением" без записи кавернограммы.

2. В процессе выпуска флюида на поверхность весь инструмент совместно с резиновым уплотнителем возможно перемещать вверх-вниз, что позволяет резко увеличить время отбора флюида и его количество, от чего зависит достоверная оценка промышленной значимости объекта.

3. После окончания испытания и обратной циркуляции возможно допустить инструмент до забоя с целью вымыть нефть из интервала испытания через бур. трубы обратной циркуляции.

Технический результат соответствует решаемым задачам.

На фиг. 1 (а в) показана компоновка узлов ПТИП; на фиг.2 разрез резинового уплотнителя в нижнем положении на полом штоке; на фиг.3 нижний переливной клапан, I позиция; на фиг.4 то же, II позиция; на фиг.5 верхний переливной клапан, I позиция; на фиг.6 то же, II позиция.

На фиг. 1 6 приняты следующие обозначения: 1 фильтр; 2 нижняя опора; 3 резиновый уплотнитель; 4 полый шток; 5 верхняя опора; 6 - корпус нижнего переливного клапана; 7 цилиндр разгрузочного поршня; 8 - корпус верхнего переливного клапана; 9 переводник на буровые трубы; 10 - (фиг.3 и 4) подвижной резьбовой шток с клапаном золотникового типа; 11 - переливное окно; 12 уплотнительные резиновые кольца; 13

тарелка обратного клапана; 14 нижний упорный выступ; 15 верхний упорный выступ; 16 корпус крестовины; 17 крестовина; 18 (фиг. 5 и 6) соединительный шлицевой шток; 19 шлицы; 20 верхний переливной клапан золотникового типа; 21 запорная игла впускного клапана; 22 срезная шпилька; D (фиг.2 и 6) номинальный диаметр скважины, D<sub>1</sub> (фиг.2) диаметр нижней части резинового уплотнителя и нижней опоры 2; d (фиг. 6) диаметр разгрузочного поршня; P - гидростатическое давление столба бурового раствора в затрубном пространстве; P<sub>1</sub> гидростатическое давление столба жидкости, залитой в буровые трубы при спуске ПТИП.

Заявитель разработал рабочие чертежи ПТИП для диаметра скважины D 190 мм.

25.01.91 г. главный инженер

Нарьян-Марской нефтегазоразведочной экспедиции направил их главному механику с резолюцией: "ОГМ, Сидоренко В.В. Ознакомиться и включить в план прокатно-ремонтного цеха на февраль месяц, что не ясно можно пригласить автора". Финансирование геологоразведочных работ резко сократили, ситуация изменилась, что не позволило изготовить ПТИП.

При D 190 мм и P P<sub>1</sub> 25 МПа (перепад давления) на полый шток действует растягивающая нагрузка, равная 0,785•19<sup>2</sup>•25•10 70850 кгс.

Такая нагрузка вызывает напряжение в стенках полого штока из буровой трубы 89 х 9, равное 3140 кгс/см<sup>2</sup>. Буровая труба марки стали "К" или "Л" отвечает этому требованию.

Диаметр разгрузочного поршня d 155 мм.

На буровые трубы передается гидравлическая нагрузка, равная 0,785(D<sup>2</sup>-d<sup>2</sup>)•(P - P<sub>1</sub>)•10 0,785• (361 - 240)•25•10 23750 кгс, что приемлемо для буровой колонны и талевой системы.

Узлы и детали, изображенные на фиг. 1, снабжены резьбами для соединения между собой и переводником 9 для присоединения ПТИП к буровым трубам.

Резиновый уплотнитель 3 свободно перемещается по полному штоку 4 и в статистическом состоянии может занимать любое положение.

Нижняя опора 2 и верхняя опора 5 накручены на полый шток. В корпусе нижнего переливного клапана 6 подвижной резьбовой шток 10 прижат резьбой трапецеидальной левой к нижнему упорному выступу 14.

Переливные окна 11 закрыты клапаном золотникового типа с уплотнительными резиновыми кольцами 12. Тарелка обратного клапана 13 опирается на свое гнездо и приподнимает связанную с ней крестовину 17 над верхним упорным выступом 15.

В корпусе 8 верхний переливной клапан 20 совместно с разгрузочным поршнем диаметром d (фиг.6) и запорной иглой 21 удерживает в верхнем положении срезная шпилька 22. Переливные окна 11 открыты, как это показано на фиг.5.

Работает устройство, следующим образом.

При спуске инструмента верхняя опора 5 проталкивает вниз резиновый уплотнитель 3 (фиг. 1а). При этом буровой раствор перетекает снизу вверх через фильтр 1,

полый шток 4, резьбовой шток 10, приподнимает тарелку обратного клапана 13 с крестовиной 17 и через соединительный шлицевый шток 18 вытекает через открытые переливные окна 11 в затрубье.

При спуске бурильные трубы приподнимают для освобождения клиньев или элеватора не более, чем на 1 м. Длина полого штока позволяет при этом нижней опоре 2 не касаться резинового уплотнителя 3.

Наружный объем 1 пог.м полого штока диаметром 89 мм составляет  $0,785 \cdot 8,9^2 \cdot 1000 \cdot 6,22 \text{ дм}^3$ . Объем 1 пог.м. затрубья:  $0,785 \cdot (19^2 - 8,9^2) \cdot 100$

$1000 \cdot 22,1 \text{ дм}^3$ . При подъеме полого штока на 1 м объем жидкости под резиновым уплотнителем 3 теоретически уменьшится на  $6,22 \text{ дм}^3$ . По этой причине перепад давления на резиновом уплотнителе 3 протолкнет его вниз на  $6,22 \cdot 22,1 \cdot 0,282$  метра. Перемещение инструмента в пределах длины полого штока за счет указанного эффекта поможет протолкнуть вниз резиновый уплотнитель в местах сужения ствола скважины.

Для открытия впускного клапана, закрытого иглой 21 (фиг.5), поднимают инструмент. При этом нижняя опора 2 поднимает вверх резиновый уплотнитель 3 (фиг. 16).

Переток бурового раствора сверху вниз перекрывает тарелка обратного клапана 13.

В номинальном диаметре скважины за счет подъема резинового уплотнителя возникает перепад давления на нем, вследствие чего резиновый уплотнитель передает осевую нагрузку на нижнюю опору, полый шток и далее на срезную шпильку 22.

Осевая нагрузка срезает шпильку 22 и перемещает подвижные детали в нижнее положение, показанные на фиг.6. Впускной клапан открывается, а переливные окна 11 перекрываются уплотнительными резиновыми кольцами 12 клапана 20. В интервале испытания от забоя до резинового уплотнителя давление выравнивается с гидростатическим давлением  $P_1$  залитой в бурильные трубы жидкости.

Перекрывать приток флюида из пласта для записи кривой восстановления давления (КВД) возможно только в устьевой головке.

При притоке пластовой воды, как правило, установится статический уровень.

При слабом притоке флюида динамический уровень в конце опробования может быть достаточно глубоко. В этих случаях на резиновый уплотнитель действует перепад давления, обусловленный превышением давления столба бурового раствора над пластовым давлением.

Для окончания испытания (опробования) и подъема инструмента необходимо открыть переливные окна 11 в корпусе нижнего переливного клапана 6 (фиг.3 и 4). С этой целью вращают бурильные трубы ротором.

За счет указанного выше перепада давления резиновый уплотнитель тормозит

вращение нижней опоры 2, соединенной с подвижным резьбовым штоком 10 (фиг.3 и 4).

По резьбе трапецеидальной левой шток 1 перемещается в нижнее положение (фиг. 1в), открывая переливные окна 11. Через них буровой раствор имеет возможность перетекать как вниз для выравнивания давления ниже резинового уплотнителя, так и вверх через открытый впускной клапан 21 до выравнивания давлений столбов жидкости в трубах и затрубье, после чего возможен спуск инструмента до забоя с целью вымыть нефть из интервала испытания через бурильные трубы обратной циркуляцией.

Обозначим  $P_0$  потребный перепад давления на резиновом уплотнителе для открытия приемного клапана при условиях: диаметр скважины 190 мм; диаметр впускного клапана 25 мм, что достаточно как для обратной циркуляции, так и для слива бурового раствора из труб при их подъеме; заданный перепад давления при заливе труб 25 МПа; усилие для срезки шпильки 500 кгс.

Составим уравнение:  $P_0 \cdot 0,785 \cdot 19^2 \cdot 10$   
 $25 \cdot 0,785 \cdot 2,5^2 \cdot 10 + 500$ ,  $P_0 \cdot 0,785 \cdot 361 \cdot 10$   
 $25 \cdot 0,785 \cdot 6,25 \cdot 10 + 500$ ,  $P_0 \cdot 2830 \cdot 1250 + 500$ ,  
 $P_0 \cdot 1750 \cdot 2830$

$0,618 \text{ МПа}$ , что допустимо.

При спуске инструмента бурильные трубы следует заливать водой и доливать также водой перед вращением инструмента для открытия нижнего переливного клапана. После его открытия на устьевой головке манометр отметит давление.

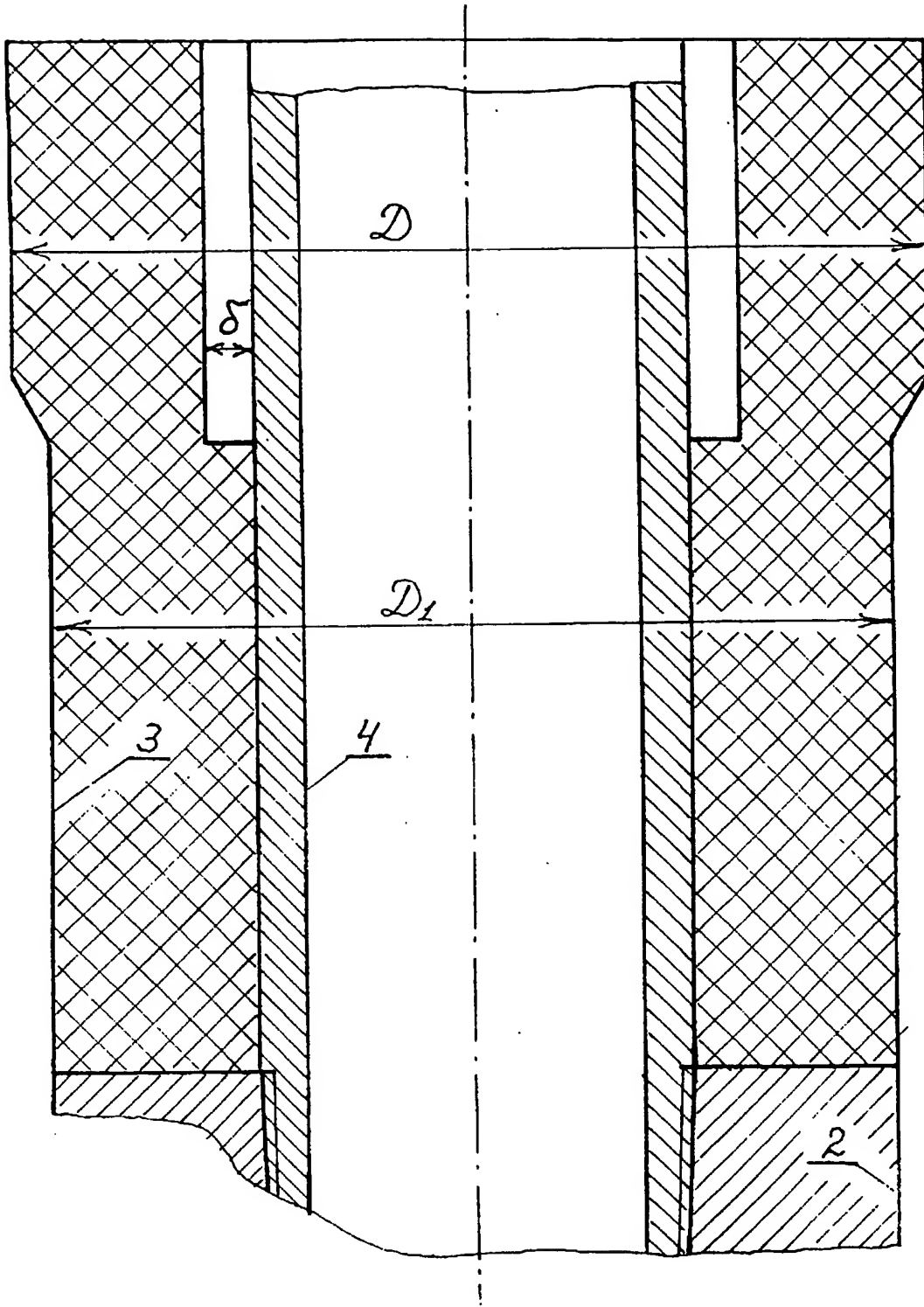
Заявитель предложил "Головку устьевую с дистанционным управлением" (Заявка N 94-031011/03 (030818), приоритет по ней установлен с 23.08.94 г.).

Эта головка позволяет плавно регулировать сброс воды или нефти из бурильных труб при доливе бурового раствора в затрубное пространство.

#### Формула изобретения:

Подвесной трубный испытатель пластов для исследования нефтяных и газовых скважин в процессе бурения, включающий последовательно расположенные снизу вверх фильтр, пакер с полым штоком и резиновым уплотнителем, нижний переливной клапан и впускной клапан, отличающийся тем, что он снабжен верхним переливным клапаном, верхней и нижней опорами, установленными в корпусе нижнего переливного клапана и заблокированным с ним обратным тарельчатым клапаном и разгрузочным поршнем, при этом впускной клапан заблокирован с верхним переливным клапаном и выполнен в виде запорной иглы и срезной шпильки, резиновый уплотнитель свободно насажен на полый шток с возможностью перемещения по нему, верхняя и нижняя опоры накручены на полый шток, а разгрузочный поршень расположен между верхним и нижним переливными клапанами с возможностью передачи осевой нагрузки на бурильные трубы и крюк талевого системы.

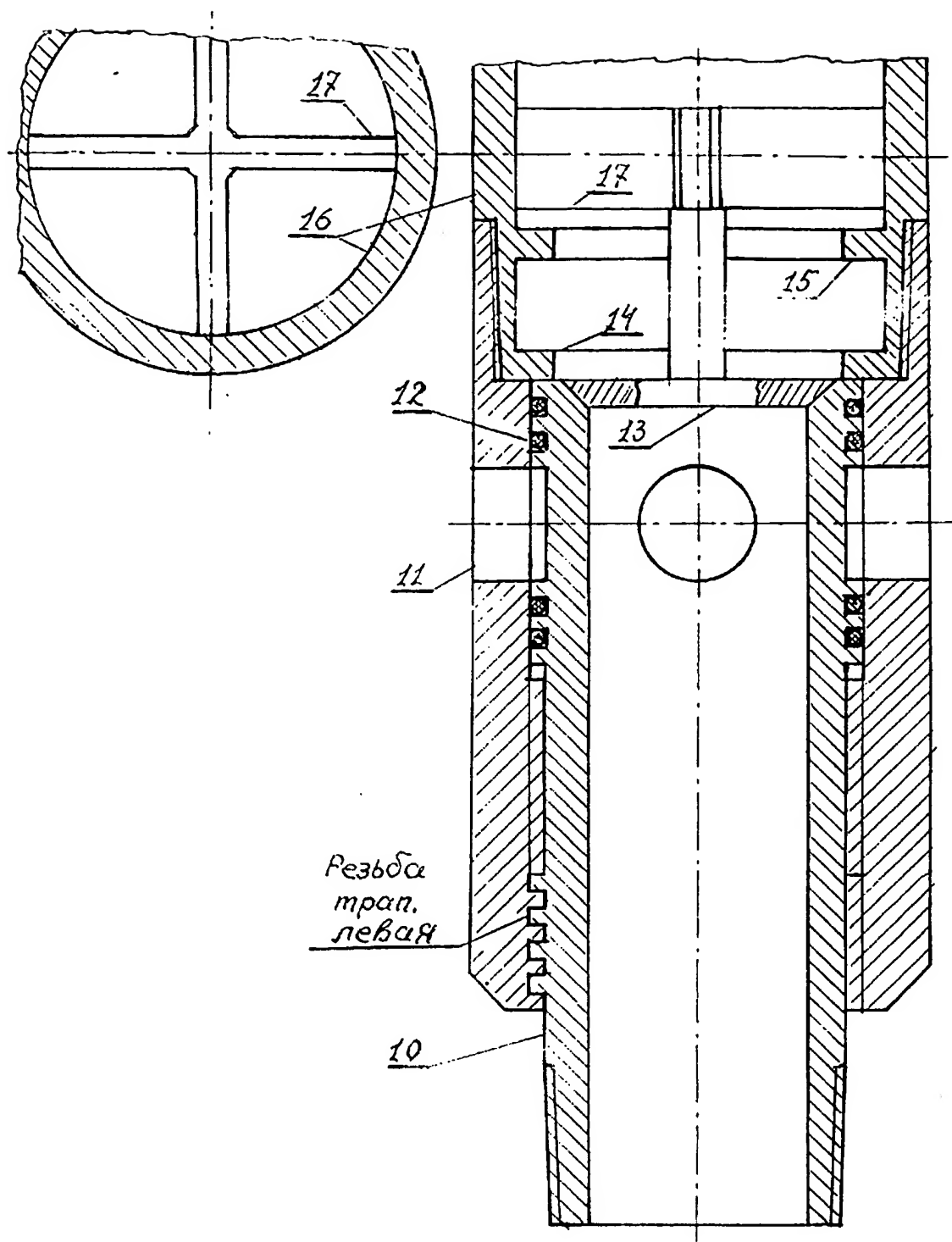
RU 2097555 C1



фиг. 2.

RU 2097555 C1

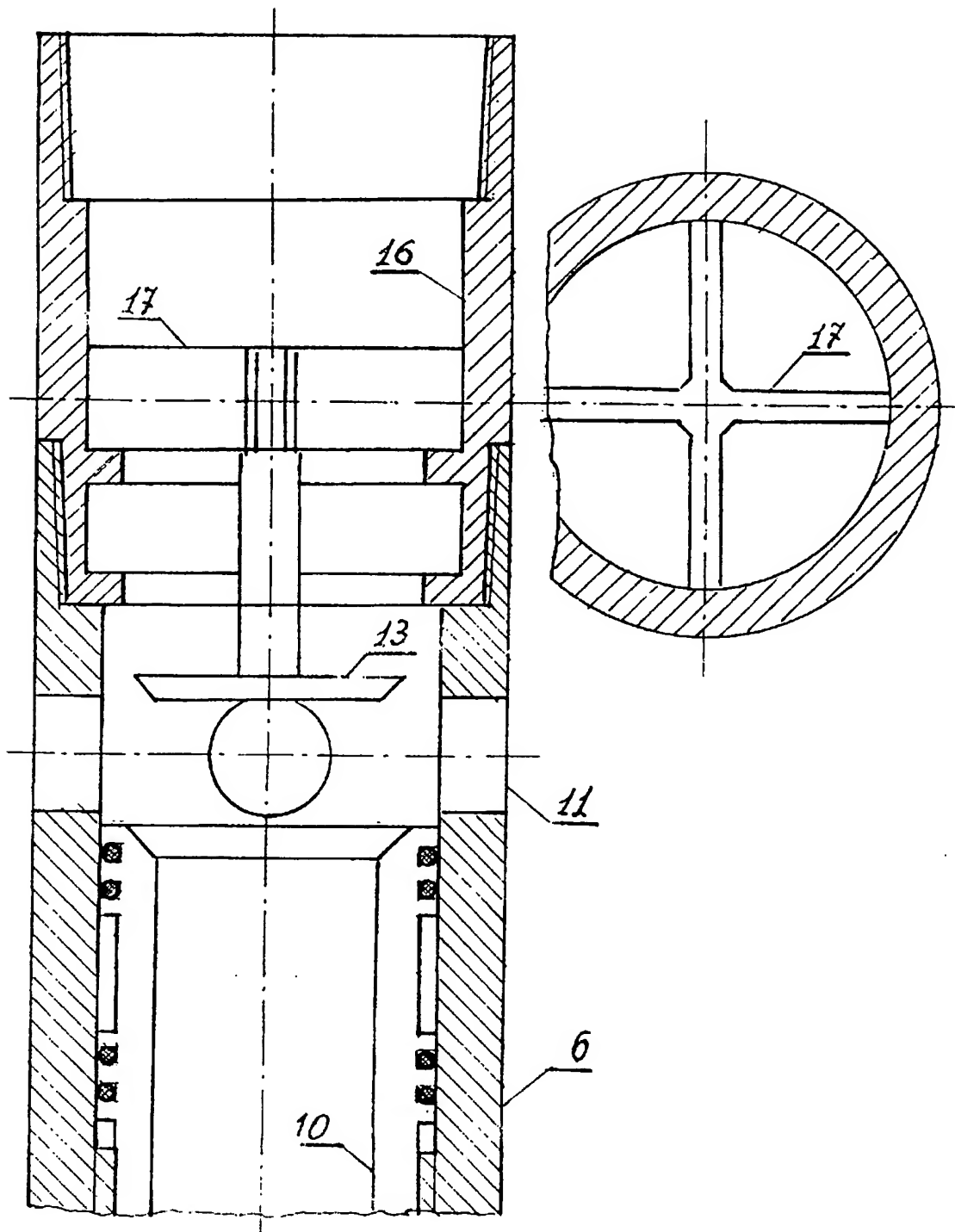
RU 2097555 C1



RU 2097555 C1

фиг. 3.

RU 2097555 C1

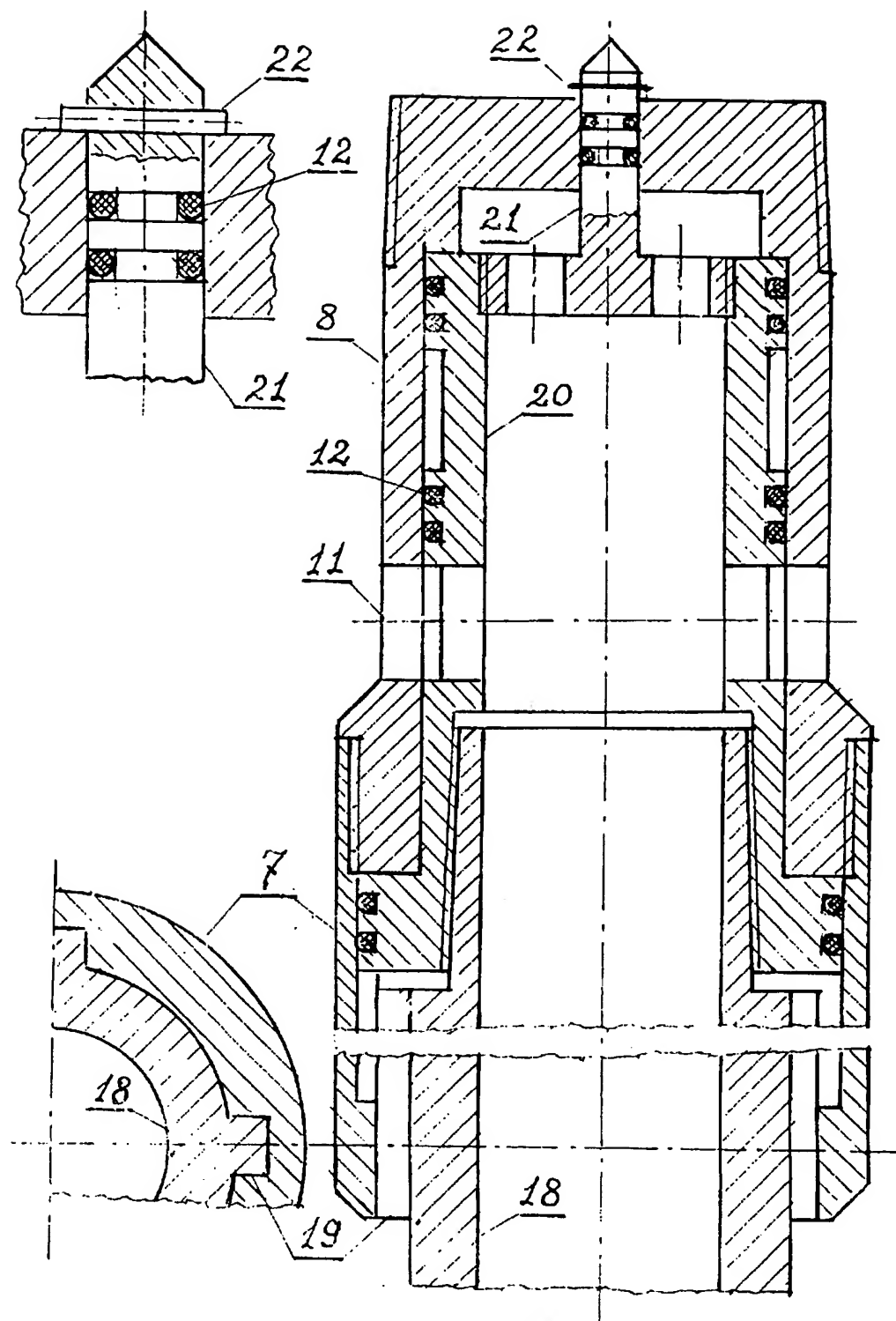


фиг. 4

RU 2097555 C1

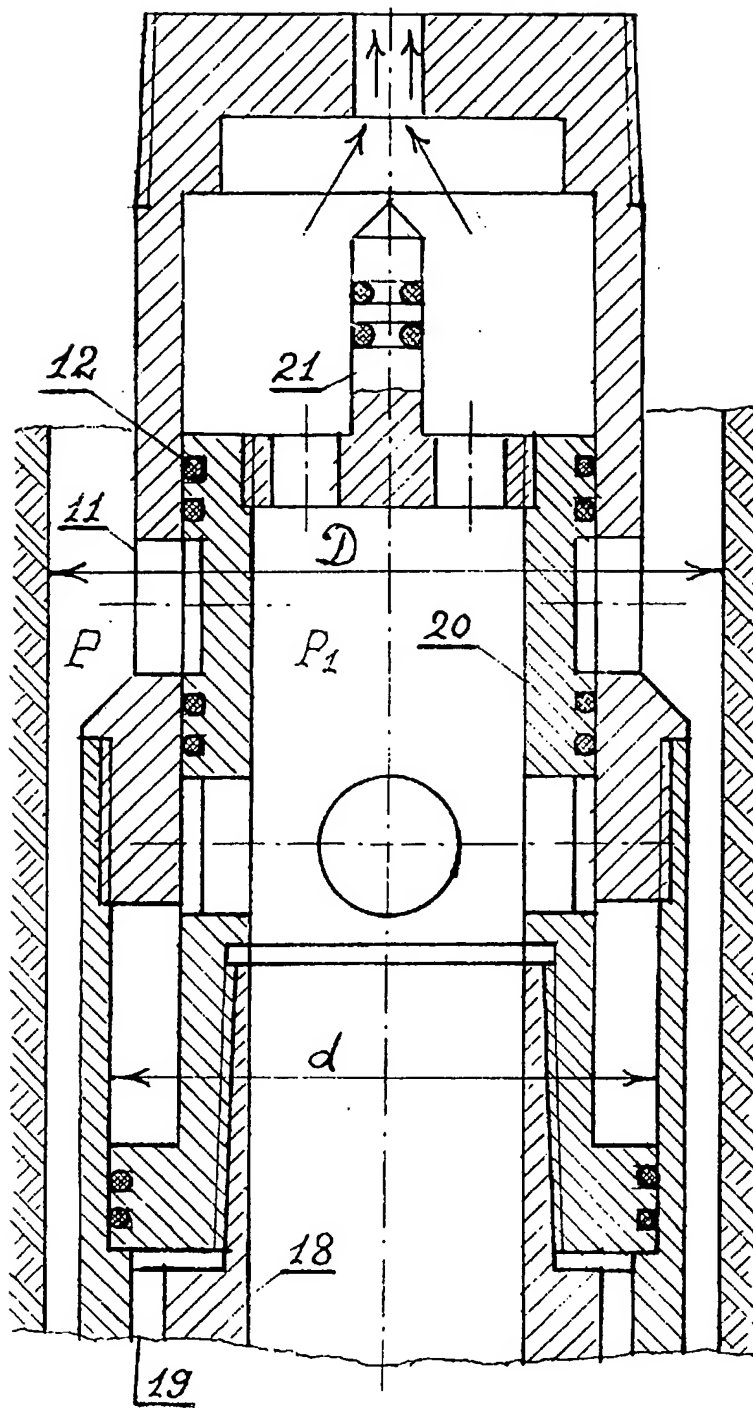


RU 2097555 C1



RU 2097555 C1

RU 2097555 C1



фиг. 6

RU 2097555 C1

**This Page is Inserted by IFW Indexing and Scanning  
Operations and is not part of the Official Record**

## **BEST AVAILABLE IMAGES**

Defective images within this document are accurate representations of the original documents submitted by the applicant.

Defects in the images include but are not limited to the items checked:

- ☐ BLACK BORDERS
- ☐ IMAGE CUT OFF AT TOP, BOTTOM OR SIDES
- ☒ FADED TEXT OR DRAWING
- ☐ BLURRED OR ILLEGIBLE TEXT OR DRAWING
- ☐ SKEWED/SLANTED IMAGES
- ☐ COLOR OR BLACK AND WHITE PHOTOGRAPHS
- ☐ GRAY SCALE DOCUMENTS
- ☐ LINES OR MARKS ON ORIGINAL DOCUMENT
- ☐ REFERENCE(S) OR EXHIBIT(S) SUBMITTED ARE POOR QUALITY
- ☐ OTHER: \_\_\_\_\_

**IMAGES ARE BEST AVAILABLE COPY.**

**As rescanning these documents will not correct the image problems checked, please do not report these problems to the IFW Image Problem Mailbox.**